



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
DISCIPLINA: ESTÁGIO INTEGRADO  
ORIENTADOR: EURICO BEZERRA DE SOUZA FILHO

# RELATÓRIO DE ESTÁGIO

Aluno: José Renato Sobral de Menezes  
Matrícula: 29811163

Campina Grande, Junho de 2005.



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

## Sumário

1. Introdução.....	2
2. Origem da Empresa.....	3
3. Área de Atuação da TRANSENER INTERNACIONAL Ltda.....	3
4. Sistema Interligado Nacional (SIN).....	5
5. Operação das Instalações dos Agentes.....	7
5.1. Operação do Agente TSN.....	7
5.2. Operação do Agente ETEE.....	8
5.3. Operação do Agente ETIM.....	9
6. Equipamentos Primários das Subestações.....	10
6.1. Disjuntor.....	10
6.2. Seccionadora.....	11
6.3. Transformador Potencial Capacitivo (TPC).....	13
6.4. Transformador de Corrente (TC).....	13
6.5. Pára-Raio.....	13
6.6. Bobina de Bloqueio (Projeto ETEE).....	14
6.7. Banco de Reatores.....	14
6.8. Serviços Auxiliares.....	14
7. Proteção de Sistemas Elétricos.....	15
8. Atividades Desenvolvidas.....	17
9. Estudo Realizado.....	23
10. Conclusão.....	30
11. Bibliografia.....	31

## 1. Introdução

Este relatório tem como objetivo apresentar os conhecimentos adquiridos através das atividades desenvolvidas e estudos realizados no estágio integrado, realizado na empresa TRANSENER INTERNACIONAL Ltda.

O estágio foi realizado no Departamento de Engenharia que é responsável pela operação (normatização, pré-operação e pós-operação) e pela manutenção, através do MANTEC – programa de manutenção, dos sistemas de transmissão operados pela TRANSENER INTERNACIONAL Ltda.

O Departamento de Engenharia é composto por três engenheiros eletricitas, um engenheiro de segurança e um engenheiro de computação responsável pela operação do MANTEC.

## 2. Origem da Empresa

TRANSENER S.A. é a concessionária exclusiva para a transmissão de energia elétrica em alta tensão na Argentina, como tal é responsável pela correta construção, operação e manutenção da totalidade das instalações que integram o sistema troncal de transmissão (220 e 500 kV). Em seu caráter de concessionária opera e mantém de forma direta 8.227 km de linhas em 500 kV, 562 km de linhas em 220 kV e 31 subestações.

TRANSBA é a concessionária exclusiva para a transmissão de energia elétrica dentro da área do estado de Buenos Aires. Opera e mantém de forma direta 177 km de linhas em 220 kV, 2.423 km de linhas em 132 kV, 391 km de linhas em 66 kV e 81 subestações. A TRANSENER S.A. é a empresa controladora da TRANSBA, sendo proprietária de 90 % do pacote acionário e sua operada técnica oficial.

Em agosto de 2002 foi criada a TRANSENER INTERNACIONAL Ltda. com sede em Brasília. A TRANSENER S.A. é a empresa controladora da TRANSENER INTERNACIONAL Ltda., sendo proprietária de 99 % de suas ações, 1% restante pertence a CITELEC S.A. grupo investidor administrante, por sua vez, da TRANSENER S.A.

## 3. Área de Atuação da TRANSENER INTERNACIONAL Ltda.

Prestação de serviços no setor de transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, com foco principal nas atividades de operação e manutenção de subestações e linhas de transmissão.

Neste momento a TRANSENER INTERNACIONAL Ltda. opera e mantém instalações dos seguintes agentes de transmissão:

- Agente TSN (Transmissora Sudeste Nordeste):

Serviços de Operação e Manutenção da Interligação Sudeste/Nordeste (SENE), com 1050 km de linha, composta das seguintes instalações:

- LT 500 kV Serra da Mesa/Rio das Éguas;
- LT 500 kV Rio das Éguas/B. J. da Lapa II;
- LT 500 kV B. J. da Lapa II/Ibicoara;
- LT 500 kV Ibicoara/Sapeaçu;
- LT 230 kV B. J. da Lapa II/B. J. da Lapa - C1;
- LT 230 kV B. J. da Lapa II/B. J. da Lapa - C2;
- Bay da LT Serra da Mesa/Rio das Éguas na Subestação Serra da Mesa (SE USSM);
- Subestação Rio das Éguas (SE RDE);
- Subestação Bom Jesus da Lapa II (SE BJD);

Esta subestação possui dois bancos de autotransformadores 525/230/13.8 kV de 300 MVar cada.

- Bay's das LT's de 230 kV na Subestação Bom Jesus da Lapa (SE BJS);
- Subestação Ibicoara (SE ICA);
- Subestação Sapeaçu (SE SPU);

Esta subestação possui dois bancos de autotransformadores 525/230/13.8 kV de 600 MVar cada.

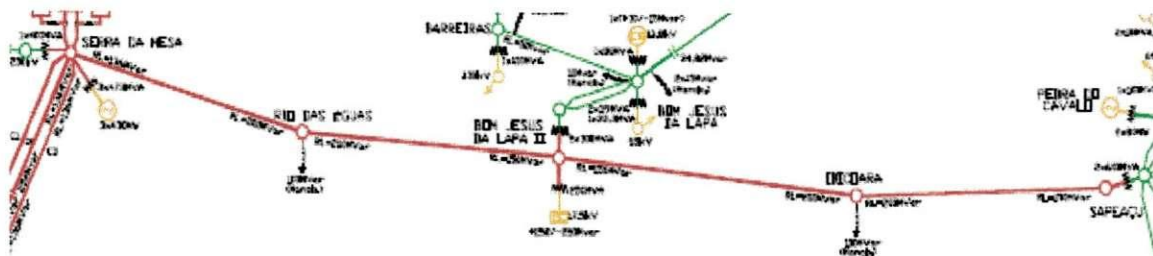


Figura 1: Instalações de Transmissão do Agente TSN.

- Agente ETEE (Expansion Transmissão de Energia Elétrica):  
 Serviços de Operação e Manutenção das seguintes instalações:
  - LT 500 kV Samambaia/Emborcação (289 km);
  - LT 500 kV Samambaia/Itumbiara (296 km);
  - Bay's da LT Samambaia/Emborcação e da LT Samambaia/Itumbiara na Subestação Samambaia (SE STSB);
  - Bay da LT Samambaia/Itumbiara na Subestação Itumbiara (SE USIM);
  - Bay da LT Samambaia/Emborcação na Subestação Emborcação (SE EMBO);

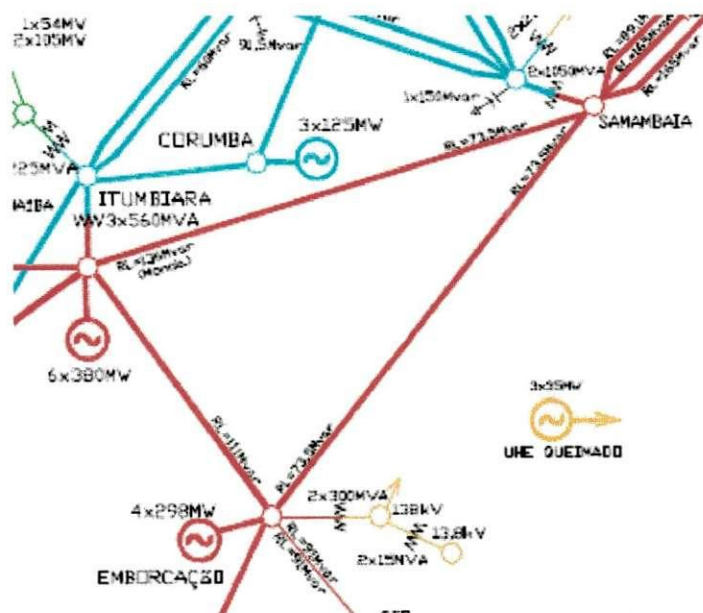


Figura 2: Instalações de Transmissão do Agente ETEE.

- Agente ETIM (Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo):  
 Serviços de Operação e Manutenção das seguintes instalações:
  - LT 500 kV Itumbiara/Marimbondo (214 km);
  - Bay da LT Itumbiara/Marimbondo na Subestação Itumbiara (SE USIM);
  - Bay da LT Itumbiara/Marimbondo na Subestação Marimbondo (SE USMR);

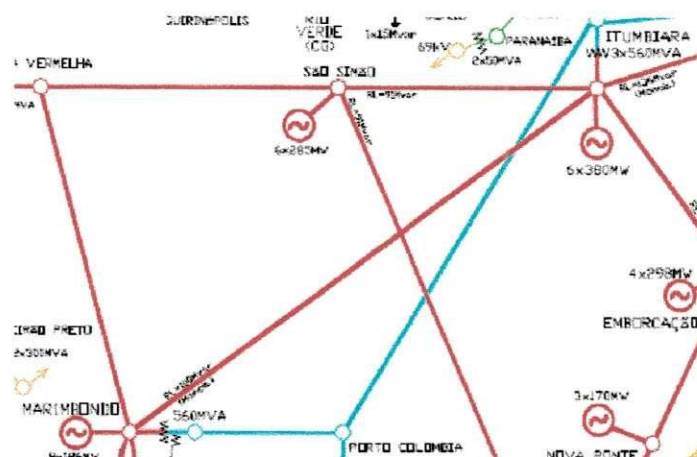


Figura 3: Instalações de Transmissão do Agente ETIM.

A TRANSENER INTERNACIONAL Ltda. conta com o total respaldo operativo dos recursos técnicos e experiência da TRANSENER S.A. e da TRANSBA. Este respaldo permite a TRANSENER INTERNACIONAL Ltda. oferecer, além dos serviços de operação e manutenção de linhas e subestações, os seguintes serviços relativos à transmissão de energia elétrica:

- Engenharia, construção e colocação em serviço de instalações.
- Gerenciamento de projetos.
- Inspeção de obras e auditorias técnicas.
- Capacitação em operação e manutenção
- Desenvolvimento de técnicas e ferramentas para trabalhos com tensão.
- Estudos de sistemas elétricos de potência.
- Estudos de proteções e sua coordenação.
- Atualização tecnológica de sistemas de proteção e controle.
- Implementação de sistemas SCADA.
- Assessoramento de modo regulatório.
- Implementação de Programas, metodologias e controle da manutenção de linhas, subestações e transformadores de potência.

#### 4. Sistema Interligado Nacional (SIN)

O SIN é regulamentado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e possui a operação planejada, programada, coordenada, supervisionada e controlada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Com o objetivo de permitir a definição das responsabilidades nas ações operativas dos Centros de Operação do ONS, a Rede de Operação está dividida em:

- **Rede de Operação Sistêmica** - Parte da Rede de Operação, constituída das usinas submetidas ao despacho centralizado e parte do sistema de transmissão, utilizada para a integração eletroenergética, cujos fenômenos repercutem predominantemente de forma sistêmica;
- **Rede de Operação Regional/Local** - Parte da Rede de Operação, constituída dos sistemas troncos de transmissão aos centros de carga e das interligações com

concessionárias e consumidores ligados diretamente à Rede Básica, cujos fenômenos repercutem predominantemente de forma regional/local.

O ONS opera o SIN através de um Centro Nacional e Centros Regionais. Seus centros possuem as seguintes responsabilidades:

- CNOS - Centro Nacional de Operação do Sistema é responsável pela coordenação, a supervisão e o controle da operação da Rede de Operação e de bacias hidrográficas;
- COSR - Centros Regionais próprios do ONS e COS - Centros de Operação de Sistema contratados pelo ONS são responsáveis pela supervisão e controle da Rede de Operação sistêmica, e a coordenação, supervisão e controle da operação da Rede de Operação Regional/Local e de Sistemas de Reservatórios;
- COL - Centro de Operação Local é responsável pela supervisão e controle da Rede de Operação Regional/Local, nas instalações e serviços para as quais foram contratados;

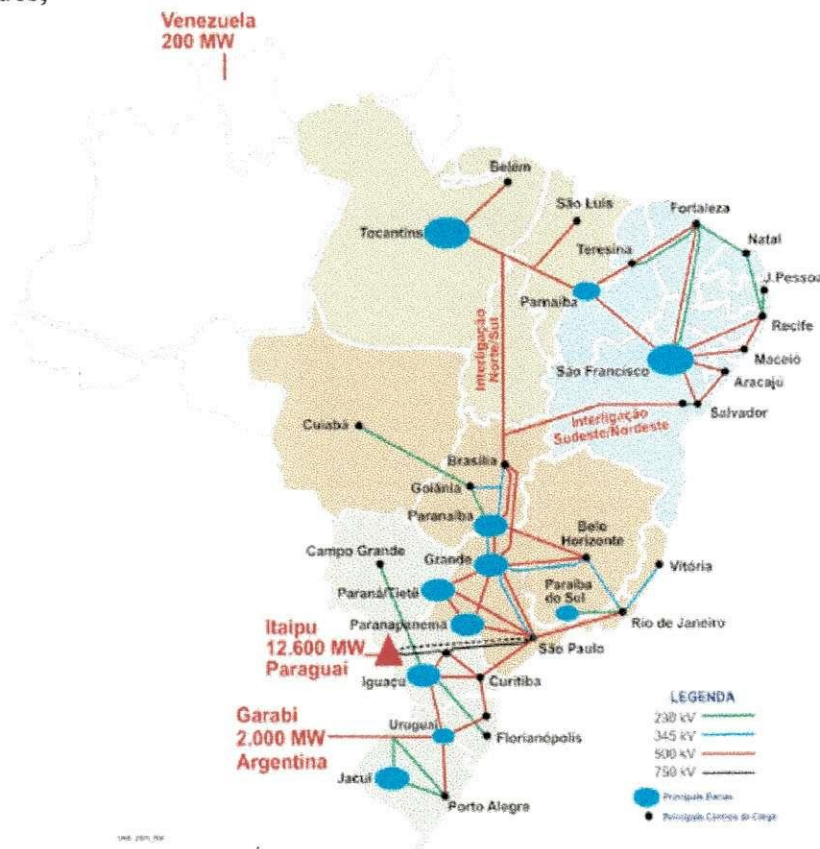


Figura 4: Sistema Interligado Nacional

As relações entre a operação do sistema e a operação das instalações caracterizam-se por uma hierarquia bem definida, pela interdependência e complementaridade de ações, bem como por atividades específicas, em que os produtos da operação do sistema são insumos para a operação das instalações.



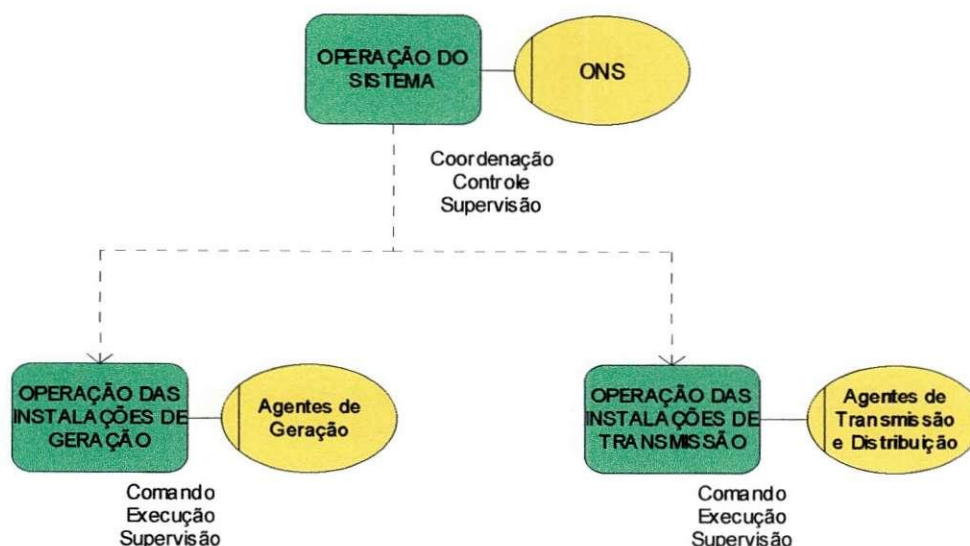


Figura 5: Hierarquia entre a Operação do Sistema e Operação das Instalações

## 5. Operação das Instalações dos Agentes

A operação das instalações dos agentes é realizada através dos Centros de Operação de propriedade ou que atue em nome do Agente, estes são responsáveis pela supervisão, comando e execução da operação de suas instalações.

No caso da TRANSENER INTERNACIONAL Ltda. que sua área de atuação é a transmissão de energia, seus centros de operação são denominados COT – Centro de Operação do Agente de Transmissão, responsável por ações de supervisão, comando e execução da operação de um conjunto de instalações de transmissão que fazem parte da Rede de Operação.

### 5.1. Operação do Agente TSN

O Centro de Operação do Agente de Transmissão TSN (COT-TSN) está localizado na Subestação de Sapeaçu, porém cada subestação possui seu centro local, e se relaciona com o CNOS, COSR-NE (Centro de Operação do Sistema Regional Nordeste) e COSR-SE (Centro de Operação do Sistema Regional Sudeste) referente apenas ao Bay da LT Serra da Mesa/Rio das Éguas na subestação de Serra da Mesa. Como a subestação de Serra de Mesa é de propriedade de FURNAS e a subestação de Bom Jesus da Lapa é de propriedade CHESF qualquer manobra nos equipamentos que se encontram nestas subestações, por serem instalações compartilhadas, é necessário que o COT-TSN se relacione tanto com o centro do ONS adequado quanto com o CTRG (Centro de Operação de FURNAS – Área Goiás) ou com o CROS (Centro de Operação da CHESF), dependendo da subestação. As demais subestações são de propriedade do próprio agente.

As manobras de equipamentos referentes a qualquer subestação são executadas remotamente através da IHM (Interface Homem-Máquina) do COT-TSN. Caso haja indisponibilidade do COT-TSN, este pode delegar a operação aos operadores da subestação

(local) para executarem as manobras através de suas IHM's. E quando tanto a IHM do COT-TSN quanto as IHM's das subestações estiverem indisponíveis os equipamentos deverão ser manobrados através da UAC (Unidade de Aquisição e Controle) ou no cubículo do equipamento de manobra no campo.

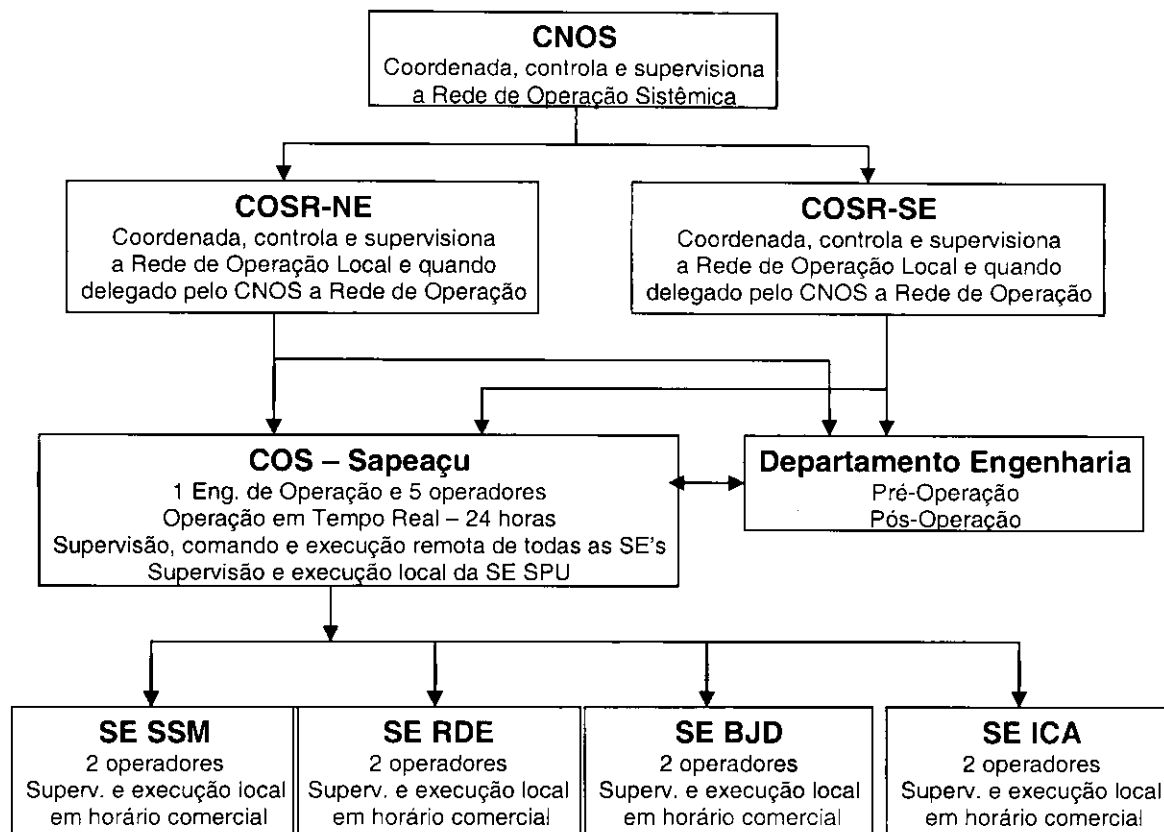


Diagrama 1: Operação do Agente TSN

## 5.2. Operação do Agente ETEE

O Centro de Operação do Agente de Transmissão ETEE (COT-ETEE) está localizado na Subestação de Samambaia, porém cada subestação possui seu centro local, e se relaciona com o CNOS e COSR-SE (Centro de Operação do Sistema Regional Sudeste). O agente ETEE não possui nenhuma subestação, como as subestações de Samambaia e de Itumbiara são de propriedade de FURNAS e a subestação de Emborcação é de propriedade da CEMIG qualquer manobra nos equipamentos nestas subestações, por serem instalações compartilhadas, é necessário que o COT-ETEE, além de se relacionar com o COSR-SE, se relacione também com o CTRM (Centro de Operação de FURNAS – Área Minas) ou com o COS-CEMIG (Centro de Operação da CEMIG), de acordo com a subestação.

As manobras de equipamentos referentes a qualquer subestação são executadas remotamente através da IHM (Interface Homem-Máquina) do COT-ETEE. Caso haja indisponibilidade do COT-ETEE, este pode delegar a operação aos operadores da subestação (local) para executarem as manobras através de suas IHM's. E quando a IHM do COT-ETEE e as IHM's das subestações estiverem indisponíveis os equipamentos

deverão ser manobrados através da UAC (Unidade de Aquisição e Controle) ou no cubículo do equipamento de manobra no campo.

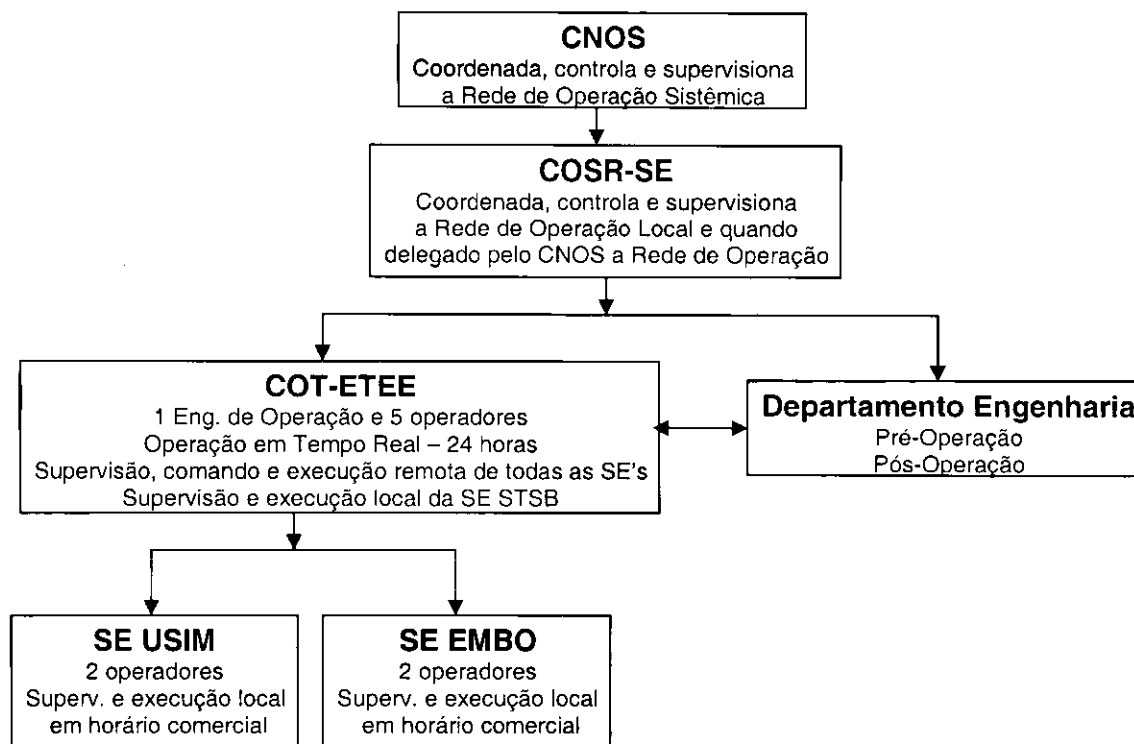


Diagrama 2: Operação do Agente ETEE

### 5.3. Operação do Agente ETIM

O Centro de Operação do Agente de Transmissão ETIM (COT-ETIM) está localizado na Subestação de Itumbiara, porém a subestação de Marimbondo possui seu centro local, e se relaciona com o CNOS e COSR-SE (Centro de Operação do Sistema Regional Sudeste). Como o agente ETIM não possui subestação própria e as subestações de Itumbiara e Marimbondo são de propriedade de FURNAS qualquer manobra nos equipamentos nestas subestações, por serem instalações compartilhadas, é necessário que o COT-ETIM, além de se relacionar com o COSR-SE, se relacione também com o CTRM (Centro de Operação de FURNAS – Área Minas).

As manobras de equipamentos referentes a qualquer subestação são executadas remotamente através da IHM (Interface Homem-Máquina) do COT-ETIM. Caso haja indisponibilidade do COT-ETIM, este pode delegar a operação ao operador da subestação de Marimbondo para executar as manobras através de IHM local. E quando a IHM do COT-ETIM e a IHM da subestação de Marimbondo estiverem indisponíveis os equipamentos deverão ser manobrados através da UAC (Unidade de Aquisição e Controle) ou no cubículo do equipamento de manobra no campo.

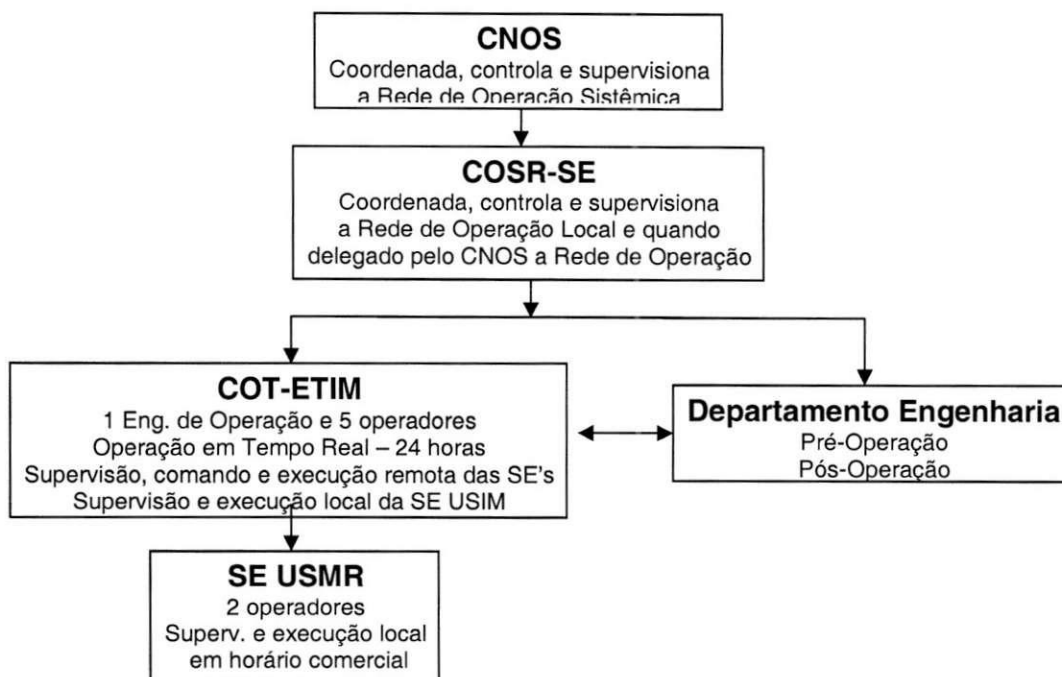


Diagrama 3: Operação do Agente ETIM

## 6. Equipamentos Primários das Subestações

São os equipamentos dispostos no pátio das subestações, conectados diretamente na tensão de 500 kV:

### 6.1. Disjuntor

- Finalidade: ligar ou desligar um circuito quando acionado pelas proteções (eliminar alimentação em caso de falha na linha ou em outro equipamento da Subestação) ou pelos equipamentos de controle quando solicitado pelo operador.
- Pode ser aberto com carga.
- Possui alta velocidade e potência de ruptura.
- Utiliza SF6 para extinção de arco.
- Não permite visualizar a abertura dos contatos de potência, interrompendo o circuito elétrico.
- Pode ser acionado por comando executado na:
  - IHM (Interface Humano Máquina);
  - UAC (Unidade Aquisição de Controle);
  - Cubículo central do Disjuntor (DJ).

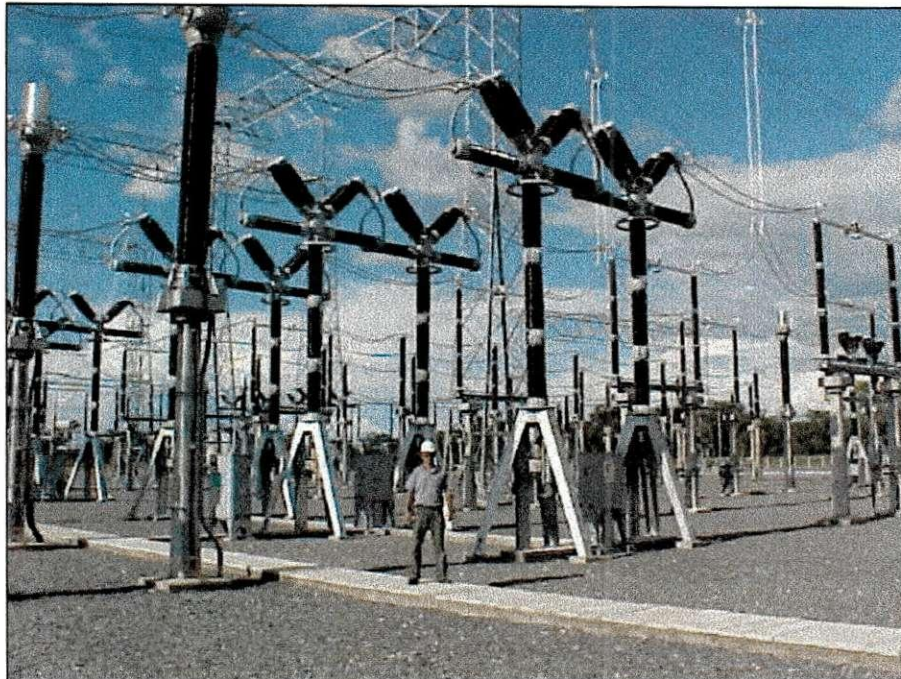


Foto 1: Disjuntores de Bom Jesus da Lapa II

**Proteções Internas:**

- Discordância de Pólos: causado pela abertura ou fechamento de apenas um ou dois dos três pólos do disjuntor, ou seja, é a situação em que os três pólos não cumprem com o mesmo estado (aberto ou fechado), acionando o temporizador que provocará a abertura do disjuntor.
- Sistema de controle de SF6: Possui um monostato que controla a pressão de SF6 em cada um dos pólos do disjuntor.

**Possíveis Alarmes:**

- Baixa pressão SF6.
- Bloqueio fechamento / Abertura 1.
- Bloqueio abertura 2.
- Mola de fechamento descarregada.
- Disjuntor Auxiliar + Aquecimento Aberto.
- Discrepância ou discordância dos pólos.

**6.2. Seccionadora**

- Finalidade: isolar o equipamento a que esteja ligado, eliminando a possibilidade da existência de tensão no campo delimitado por elas e garantindo a realização de trabalhos sem riscos de acidente com tensão.
- Não deve ser aberta com carga.
- Permite visualizar a interrupção do circuito elétrico.

- Pode ser acionado por comando executado na:
  - IHM (Interface Humano Máquina);
  - UAC (Unidade Aquisição de Controle);
  - Cubículo central do Disjuntor (DJ).



Foto 2: Seccionadoras de Bom Jesus da Lapa II.

#### **Tipos de Seccionadoras:**

- Seccionadoras de reator e disjuntores.
- Seccionadoras de linha com lâmina de terra:
  - Lâmina de Terra:  
Realiza o aterramento da linha de transmissão.  
Não possui comando remoto, somente local e/ou manual.
  - Intertravamento mecânico entre a seccionadora de linha e de terra: não deixará que ambas estejam fechadas.
  - Possui um contato para alojar a lâmina de terra próxima ao contato fixo.

#### **Possíveis alarmes:**

- Atuação do relé térmico.
- Falta de fase no circuito motor.
- Discordância de Pólos.
- Chave S8 em posição local.
- Não aceitação de ordem elétrica (remota ou local) de abertura ou fechamento.

### 6.3. Transformador Potencial Capacitivo (TPC)

- Definição: Transformador para instrumentos cujo enrolamento primário é ligado em derivação em um circuito elétrico e produz, no seu circuito secundário, uma tensão proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida.
- Finalidade: Fornecer as medições para os equipamentos de controle, de proteção e para realizar a sincronização no fechamento dos disjuntores.
- Localização: Entrada da Linha de transmissão na SE.
- Utiliza-se do capacitor como um filtro para evitar que informações trafegadas na linha através do OPLAT (Carrier) afetem os equipamentos de controle e proteção.

### 6.4. Transformador de Corrente (TC)

- Definição: Transformador para instrumentos cujo enrolamento primário é ligado em série num circuito elétrico e reproduz, no seu circuito secundário, uma corrente proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida.
- Finalidade: fornecer as medições de corrente para os equipamentos de controle e proteção.
- Localização: Ligados em série com circuito de 500 KV no vão da SE's.
- Possui 6 enrolamentos independentes para fornecer medições para controle e proteções.

### 6.5. Pára-Raio

- Definição: Aparelho que tem por fim proteger as instalações elétricas contra o efeito de sobretensões excessivas de causas internas da instalação ou externas, descarregando-as para terra. Apresentam um comportamento automático, onde seu valor ôhmico muda de acordo com seu valor de tensão, chegando a ficar em curto-circuito com uma tensão superior a tensão disruptiva.
- Finalidade: Realiza a proteção do sistema elétrico dos surtos de tensão originados por descargas atmosféricas na linha de transmissão ou nas proximidades, sobretensões no sistema causado por manobras mal feitas ou por operações automáticas de equipamentos, sejam eles disjuntores e/ou banco de capacitores, reatores e compensadores.
- Localização: Está locado na entrada da subestação e antes do reator.
- Possuem um contador de descargas que informará o número de atuações deste equipamento.
- Possuem um indicador de corrente de fuga a terra (miliamperímetro).

## 6.6. Bobina de Bloqueio (Projeto ETEE)

- Definição: É um circuito ressonante que se apresenta em alta impedância para frequência operativa do carrier, porém com impedância desprezível à frequência do sistema (60 Hz).
- Finalidade: Trabalha como filtro, evitando que altas frequências sejam repassadas a outras linhas.
- Localização: Localizado na entrada da subestação, em duas fases.
- Possui um capacitor em paralelo com a bobina, para que realize a filtragem das altas frequências trafegadas na linha.

## 6.7. Banco de Reatores

- São indutâncias com núcleo magnético muito similares aos transformadores de potência.
- São utilizados para compensar a potência capacitiva gerada por linhas longas (> 200 km), realizando dessa maneira uma regulação de tensão, pois o contrário, em ausência de uma compensação indutiva, alcançaria valores muito elevado no extremo da carga.

Agente TSN: A interligação SENE possui banco de reatores em todas as extremidades de linha e nas barras das subestações de Rio das Éguas e Ibicoara.

Subestação Serra da Mesa: Banco de 135,9 Mvar (LT Serra da Mesa/Rio das Éguas).

Subestação Rio das Éguas: Bancos de 199,8 Mvar (LT's Serra da Mesa/Rio das Éguas e Rio das Éguas/Bom Jesus da Lapa II) e banco de 99,9 Mvar (Barra).

Subestação Bom Jesus da Lapa II: Bancos de 150 Mvar (LT's Rio das Éguas/Bom Jesus da Lapa II e Bom Jesus da Lapa II /Ibicoara).

Subestação Ibicoara: Bancos de 199,8 Mvar (LT's Bom Jesus da Lapa II/Ibicoara e Ibicoara/Sapeaçu) e banco de 99,9 Mvar (Barra).

Subestação Sapeaçu: Banco de 150 Mvar (LT Ibicoara/Sapeaçu).

Agente ETEE: Possui banco de reatores em todas as extremidades de linha.

Subestação Samambaia: Bancos de 73,5 Mvar (LT's Samambaia/Itumbiara e Samambaia/Emborcação).

Subestação Emborcação: Banco de 73,5 Mvar (LT Samambaia/Emborcação).

Subestação Itumbiara: Banco de 135,99 Mvar (LT Samambaia/Itumbiara).

Agente ETIM: Possui banco de reatores de na extremidade da LT Itumbiara/Marimondo na Subestação Marimondo.

## 6.8. Serviços Auxiliares

- É a alimentação realizada em corrente alternada (460 Vca) e/ou em corrente contínua (125 Vcc) dos equipamentos de proteção, controle e comunicação e acionamentos de equipamentos primários.



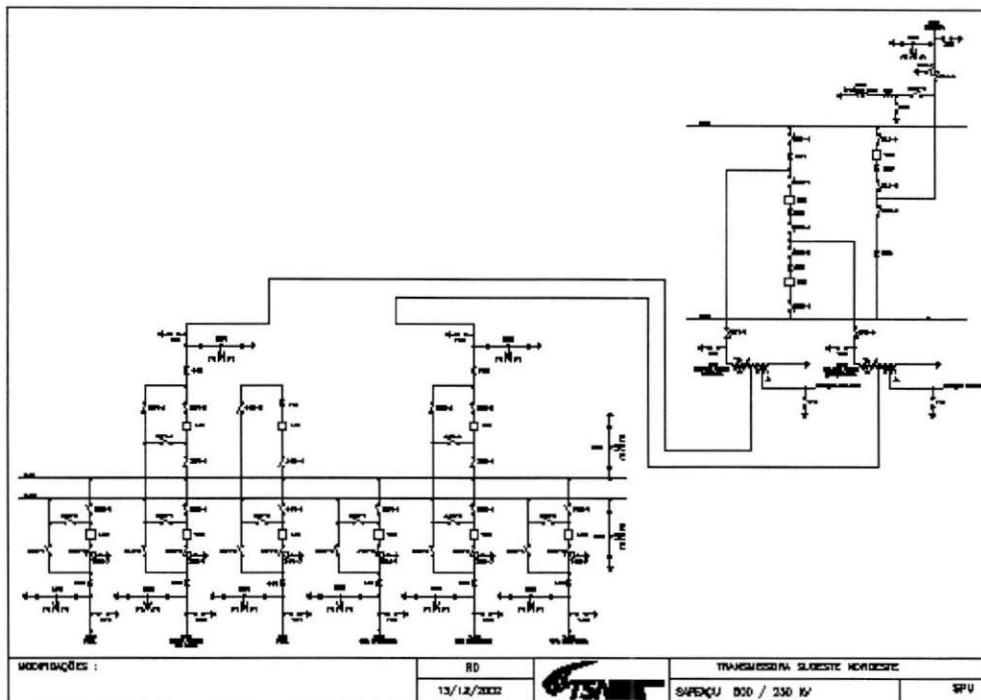


Figura 6: Diagrama Unifilar da Subestação de Sapeaçu.

## 7. Proteção de Sistemas Elétricos

Finalidade de uma proteção:

- Detectar a anomalia ou falha.
- Remover o componente, e somente este, do sistema elétrico sob falha o mais rápido possível.
- Evitar a deterioração do equipamento protegido.
- Evitar instabilidades no sistema de potência.

Dispositivos de proteção: são equipamentos projetados e parametrizados para detectar condições anormais, indesejáveis e intoleráveis no sistema elétrico, executando os seguintes eventos:

- Desligamentos do equipamento sob falha ou os equipamentos que alimentem esta falha.
- Sinalização, alarmes e registros.
- Acionamentos e comandos.

Sistema de proteção:

- Terminal de proteção (relé digital multifuncional).
- Transformadores de Corrente
- Transformadores de Potencial.
- Alimentação Auxiliar (Alimentação contínua – 125 Vcc).
- Circuito de comando de abertura do disjuntor.

- Disjuntor.

Requisitos de sistema de proteção:

- Seletividade: Desligar somente os equipamentos sob falha.
- Confiabilidade: O sistema de proteção atua corretamente quando necessário (dependabilidade) e evita operação desnecessária (segurança).
- Velocidade: Mínimo de tempo de falha, para um mínimo de danos ou instabilidade.
- Economia: Máxima proteção ao menor custo.
- Simplicidade: O mínimo de equipamentos e circuitos na execução da proteção.
- Manutenibilidade: Capacidade da proteção permitir manutenção rápida e precisa.

Proteção Principal e Proteção de Retaguarda: por questão de confiabilidade se faz necessário o uso de equipamentos independentes para detecção de falhas no componente protegido.

- Proteção Principal: é aquela que possui condição para detectar uma anormalidade para a qual foi concebida no componente protegido, contemplando os requisitos básicos de velocidade, seletividade e confiabilidade.
- Proteção de Retaguarda: é aquela que tem a finalidade de ser a segunda ou a terceira proteção a detectar uma mesma anormalidade, atuando o respectivo disjuntor quando da falha da proteção principal.
  - Retaguarda Local: instalada no mesmo local da proteção principal.
  - Retaguarda Remota: instalada em um outro componente adjacente àquele original.

**Teleproteção:** é um método de proteção de linha, através de relés de proteção e meios de comunicação, no qual um defeito interno é detectado e determinado comparando-se as condições do sistema nos terminais do circuito protegido, utilizando-se canal ou canais de comunicação.

Será através dos esquemas de teleproteção que haverá trocas de informação entre os relés de proteção que permitirá a correta atuação dos mesmos.

Esquemas de Teleproteção:

- Esquema de Transferência de Trip Permissivo com Sobrealcance (POTT):  
Todo trip local (instantâneo) só será possível com a permissão recebida da outra extremidade da linha.
- Esquema de Transferência de Trip Direto (DTT):  
O sinal de trip de uma extremidade é utilizado para desligamento direto da outra extremidade, sem supervisão.
- Esquema de aceleração ou prolongamento de zona de proteção de distância:  
Para um defeito, pelo menos um dos relés detecta o na sua primeira zona. Este relé desliga o disjuntor e envia sinal para outra extremidade da linha. Na extremidade receptora, o sinal é utilizado no relé de distância para uma das duas alternativas:
  - Para cancelar a temporização da segunda zona, a seguir o relé irá atuar (Aceleração da zona).

- Para prolongar o alcance da primeira zona, a seguir o relé irá atuar (Prolongamento da zona).

As proteções utilizadas no Sistema de Transmissão de 500 kV utilizadas são:

- Proteção de Linha:  
Função proteção de Distância;  
Localizador de falhas;  
Oscilação de Potência;  
Proteção de Sobrecorrente;  
Religamento Automático;  
Sobretensão Temporizada;  
Sincronismo;  
Registro de Oscilografia.
- Proteção de Reator:  
Proteção Diferencial;  
Proteção de Sobrecorrente;  
Proteções Internas.
- Proteção Falha de disjuntor:  
Função de proteção temporizada de falha de disjuntor;  
Função sobrecorrente de falha de disjuntor.
- Proteção de Barra:  
Proteção Diferencial.

## 8. Atividades Desenvolvidas

No Departamento de Engenharia foi realizado varias atividades durante o período do estágio, principalmente, na parte de normatização, pré-operação e pós-operação dos sistemas de transmissão (TSN, ETEE e ETIM) operados pela TRANSENER INTERNACIONAL Ltda.

Dentre as atividades realizadas pode-se destacar:

### **Na normatização:**

- Coordenar a utilização dos Procedimentos de Rede e das Instruções de Operação do ONS na operação em tempo real.
- Coordenar a utilização dos Acordos Operativos com ONS e demais agentes na operação em tempo real.
- Geração de documentos internos e instruções operativas para garantir o cumprimento das exigências dos Procedimentos de Rede.
- Gerar e controlar o cumprimento dos programas de capacitação.

No mês de Maio foi realizado pelo Departamento de Engenharia um curso de capacitação para os operadores dos COT's dos projetos ETEE e ETIM sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN), o relacionamento operativo entre ONS e os agentes, operação em contingência e recomposição após uma perturbação.

**Na pré-operação:**

- Planejamento e Programação de Intervenções nas instalações de transmissão, com o ONS e demais agentes para as instalações compartilhadas.
- Elaboração de programas de manobras para as intervenções com desligamento.

Ao receber um pedido de trabalho da equipe de manutenção, normalmente via e-mail, este é analisado pela parte responsável pela operação do Departamento de Engenharia e verificado se é necessário ou não programá-lo junto ao ONS. Se não, ele é enviado para o responsável pela manutenção e este gera uma Ordem de Trabalho Direta para tal serviço. Quando é necessário programar, esta programação é feita através do site do ONS (No SGI – Sistema de Gestão de Intervenção) e de modo que sejam respeitados os prazos estabelecidos pelo ONS de acordo com o tipo de intervenção. Quando a intervenção é com desligamento de alguma função transmissão (linhas, reatores ou autotransformadores) é necessário a elaboração de um programa de manobras que será enviada ao operador do COT para que este siga tais instruções tanto na desenergização quanto na energização da função que ficará indisponível. Segue abaixo um programa de manobra utilizado dia 22/05/05 para testes de atuação de proteção da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II/Bom Jesus da Lapa – C2:

**PGM TSN 014/2005****EQUIPAMENTO:** LT BJD/BJS 04F4, DJ14F4 E DJ14D1 DE BJS**MOTIVO:** TESTES DE ATUAÇÃO DE PROTEÇÃO DA LT 04F4 SOBRE OS DJ14F4 E DJ14D1 DE BJS**PERÍODO:** 13H15 ÀS 17H00 DE 22/05/05**DOCUMENTOS RELACIONADOS:** INTERVENÇÃO 18800-05

<b>PROCEDIMENTOS DE LIBERAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PARA MANUTENÇÃO</b>			
<b>ITEM</b>	<b>RESP.</b>	<b>PROCEDIMENTO</b>	<b>HORÁRIO</b>
1	SE BJS	Receber do chefe de trabalho solicitação de liberação da LT 04F4 e DJ14F4 de BJS para intervenção.	
2	SE BJS	Solicitar ao COS SPU liberação da LT 04F4 e DJ14F4 de BJS para intervenção.	
3	COS SPU	Solicitar ao COSR-NE autorização para desenergização da LT 04F4.	
4	COS SPU	Receber do COSR-NE autorização para desenergização da LT 04F4.	
5	COS SPU	Comunicar à operação local de BJS e BJD o início das manobras.	
6	COS SPU	Abrir DJ14F4 de BJS.	
7	COS SPU	Abrir DJ14F4 de BJD.	
8	COS SPU	Abrir SC34F4-4 de BJS.	
9	COS SPU	Abrir SC34F4-5 de BJS.	
10	COS SPU	Solicitar à operação local de BJS confirmação das SC34F4-4 e SC34F4-5 de BJS abertas no pátio, aplicação de bloqueio local e cartão de segurança.	
11	SE BJS	Confirmar as SC34F4-4 e SC34F4-5 de BJS abertas no pátio, aplicar bloqueio local e cartão de segurança.	
12	COS SPU	Confirmar com o CROP SC34D1-1 e SC34D1-2 de BJS abertas e bloqueadas.	
13	COS SPU	Entregar para a operação local de BJS a LT 04F4 desenergizada e DJ14F4 de BJS aberto e isolado.	

Entregar para o chefe de trabalho a LT 04F4 desenergizada e DJ14F4 de BJS aberto e isolado.

14 SE BJS

<b>PROCEDIMENTOS DE NORMALIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS</b>			
15	SE BJS	Receber do Chefe de Trabalho a LT 04F4, DJ14F4 e DJ14D1 de BJS livres para operação.	
16	SE BJS	Retirar bloqueio e cartão de segurança das SC34F4-4 e SC34F4-5 de BJS e entregar ao COS SPU a LT 04F4, DJ14F4 e DJ14D1 de BJS livres para operação.	
17	COS SPU	Fechar SC34F4-4 de BJS.	
18	COS SPU	Fechar SC34F4-5 de BJS.	
19	COS SPU	Solicitar à operação local de BJS confirmação das SC34F4-4 e SC34F4-5 de BJS fechadas no pátio.	
20	SE BJS	Confirmar SC34F4-4 e SC34F4-5 de BJS fechadas no pátio e informar ao COS SPU.	
21	COS SPU	Solicitar ao CROP fechamento das SC34D1-1 e SC34D1-2 de BJS.	
22	COS SPU	Receber do CROP confirmação de fechamento das SC34D1-1 e SC34D1-2 de BJS.	
23	COS SPU	Disponibilizar ao COSR-NE a LT 04F4, DJ14F4 e DJ14D1 de BJS para operação e solicitar autorização para energização da LT 04F4.	
24	COS SPU	Receber do COSR-NE autorização para energização da LT 04F4.	
25	COS SPU	Comunicar à operação local de BJS e BJD o início das manobras de energização da LT 04F4.	
26	COS SPU	Fechar DJ14F4 de BJD.	
27	COS SPU	Fechar DJ14F4 de BJS.	
28	COS SPU	Informar ao COSR-NE e à operação local de BJD e BJS a conclusão das manobras de normalização da LT 04F4.	

#### Exemplo de Programa de Manobra

#### Na pós-operação:

- Análise do desempenho operativo durante intervenções programadas.
- Análise de perturbação e ocorrências nas instalações de transmissão.
- Geração e divulgação de estatísticas associadas à operação.
- Gerar e controlar o cumprimento dos programas de capacitação.
- Divulgar aos projetos os acontecimentos operativos externos no SIN.
- Análise do Relatório Diário de Operação (RDO) referente aos três projetos.
- Elaboração de Relatório Mensal.
- Elaboração de Relatório Semanal.
- Apuração das indisponibilidades das instalações de transmissão referente aos três projetos.

Diariamente é recebido o Relatório Diário de Operação (RDO) referente ao dia anterior dos três projetos, neste relatório consta informações referentes à situação operativa das linhas de transmissão, dos autotransformadores, dos reatores de linha e de barra. Quando ocorre um desligamento automático de alguma função transmissão (linhas, reatores ou autotransformadores) a primeira análise vem no RDO que é recebido no dia seguinte, a partir daí, sabemos quanto tempo à função transmissão ficou indisponível, quais as proteções que atuaram na falha e se foi uma falha monofásica ou bifásica. Para um desligamento programado de alguma função de transmissão o RDO é analisado principalmente para saber o tempo de indisponibilidade e se o programa de manobras

elaborado anteriormente pelo Departamento de engenharia foi seguido corretamente pelo operador do COT.

Semanalmente é elaborado um relatório semanal que é enviada toda segunda-feira para a TRANSENER S.A. onde consta, entre outras informações, quais foram os desligamentos programado ou automático referentes aos três projetos ocorridos durante a semana anterior, o tempo de indisponibilidade, a causa da indisponibilidade e se tal indisponibilidade gerou ou não parcela variável (PV). Parcela variável é a multa paga pelo agente de transmissão dependendo da indisponibilidade ocorrida na função transmissão.

No início de cada mês é elaborado um relatório mensal referente ao mês anterior para cada projeto. Neste relatório constam as atividades realizadas na área de manutenção das linhas e das subestações, as indisponibilidades ocorridas nas funções transmissão, uma tabela contendo os índices de desempenho para o relatório do projeto TSN e para o projeto ETEE estes índices são apresentados através de gráficos. Tais índices são calculados da seguinte forma:

- Disponibilidade

- Equação geral

$$\text{Disponibilidade} = \frac{\text{Numero de horas disponíveis no período considerado} \times 100}{\text{Numero de total de horas no período considerado}}$$

- Equação para linhas de transmissão

$$\text{Disponibilidade} = \frac{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Hda}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Hdb}) + \dots \times 100}{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Hpa}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Hpb}) + \dots}$$

Onde: extLT x = Extensão da linha x em quilômetros  
Hd x = Número de horas disponíveis da linha x  
Hp x = Número total de horas de existência da linha x

- T.M.E.I = Tempo Médio Entre Indisponibilidade

- Equação geral

$$\text{T.M.E.I.} = \frac{\text{Numero de horas disponíveis no período considerado}}{\text{Quantidade de desligamentos com geração de indisponibilidade}}$$

- Equação para linhas de transmissão

$$\text{T.M.E.I} = \frac{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Hda}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Hdb}) + \dots}{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Qpa}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Qpb}) + \dots}$$

Onde: extLT x = Extensão da linha x em quilômetros  
Hd x = Número de horas disponíveis da linha  
Qp x = Número total de desligamentos que geraram indisponibilidade na linha x

- **T.M.D.I = Tempo Médio Das Indisponibilidades**

- Equação geral

$$T.M.D.I. = \frac{\text{Numero de horas indisponíveis no período considerado}}{\text{Quantidade de desligamentos com geração de indisponibilidade}}$$

- Equação para linhas de transmissão

$$T.M.D.I. = \frac{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Hia}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Hib}) + \dots}{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Qpa}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Qpb}) + \dots}$$

Onde:

- extLT x = Extensão da linha x em quilômetros
- Hi x = Número de horas indisponíveis da linha x
- Qp x = Número total de desligamentos que geraram indisponibilidade na linha x

- **T.D.F = Taxa Desligamentos Forçados**

- Equação geral

$$T.D.F. = \frac{\text{Numero de desligamentos forçados}}{\text{Horas disponíveis no período considerado}} \times \text{Horas do período considerado}$$

- Equação para linhas de transmissão

$$T.D.F. = \frac{\text{DfLa} + \text{DfLb} + \dots \times \text{Horas do período considerado}}{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Hda}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Hdb}) + \dots}$$

Onde:

- extLT x = Extensão da linha x em quilômetros
- Hd x = Número de horas indisponíveis da linha x
- DfL x = Número total de desligamentos forçados da linha x

- **Taxa falhas de acordo ao M.P.R.= Manual Procedimento de Rede**

- Equação geral

$$T.F.O_{NS} = \frac{\text{Numero de falhas}^*}{\text{Horas em serviço no período considerado}} \times \text{Horas do período considerado}$$

\* serão consideradas falhas aquelas perturbações no sistema que implicam a intervenção das equipes de manutenção para o retorno ao serviço da função de transmissão envolvida.

- Equação para linhas de transmissão

$$T.F.O_{NS} = \frac{\text{NfLa} + \text{NfLb} + \dots \times \text{Horas do período considerado}}{((\text{extLTa} / 100) \times \text{Hda}) + ((\text{extLTb} / 100) \times \text{Hdb}) + \dots}$$

Onde: extLT x = Extensão da linha x em quilômetros  
Hd x = Número de horas indisponíveis da linha x  
NfL x = Número total de falhas da linha x

- Taxa falhas TRANSENER.

➤ Equação geral

$$T.F.TRANS = \frac{\text{Numero de falhas}^*}{\text{Horas em serviço no período considerado}} \times \text{Horas do período considerado}$$

\* Serão considerados todos os desligamentos automáticos do equipamento

➤ Equação para linhas de transmissão

$$T.F.TRANS = \frac{NfLa + NfLb + \dots}{((extLTa / 100) \times Hda) + ((extLTb / 100) \times Hdb) + \dots} \times \text{Horas do período considerado}$$

Onde: extLT x = Extensão da linha x em quilômetros  
Hd x = Número de horas indisponíveis da linha x  
NfL x = Número total de falhas da linha x

Segue abaixo um modelo da tabela utilizada no relatório mensal do projeto TSN:

INDICE	FUNÇÃO	VALOR		TARGET
		ABR/05	MAI/05	
DISPONIBILIDADE	LINHAS	95,42%	95,44%	≥99,94%
	ATR's	99,94%	99,94%	≥99,94%
	READORES	99,99%	99,99%	≥99,94%
	SVC	99,92%	99,94%	≥99,00%
T.M.E.I [horas]	LINHAS	1356,92	1426,2	
	ATR's	17510,35	17510,35	
	READORES	17517,77	17517,77	
	SVC	1250,38	1750,93	
T.M.D.I [horas]	LINHAS	65,15	68,08	
	ATR's	9,65	9,65	
	READORES	2,23	2,23	
	SVC	1,05	1,07	
T.D.F.	LINHAS	0,49	0,49	
	ATR's	0,00	0,00	
	READORES	0,00	0,00	
	SVC	0,00	0,00	
T.Falhas (ONS)	LINHAS	0,39	0,39	
	ATR's	0,00	0,00	
	READORES	0,00	0,00	
	SVC	0,00	0,00	



<b>T.Falhas (TRANSENER)</b>	LINHAS	<b>1,18</b>	<b>1,18</b>	$\leq 1,33$
	ATR's	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	$\leq 0,25$
	REATORES	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	0
	SVC	<b>3,00</b>	<b>3,00</b>	$\leq 5$

Exemplo da Tabela de Índices

A apuração das indisponibilidades é realizada mensalmente no site do ONS (No SATRA – Sistema de Apuração da Transmissão). Nesta análise é verificado se os horários das indisponibilidades das funções transmissão informados pelo ONS está de acordo com os horários registrados no RDO e se a indisponibilidade gerou ou não parcela variável. Caso esteja correto o evento é consistido, caso contrário, o evento é devolvido para o ONS como não acordado e este será analisado mais uma vez pelo ONS.

## 9. Estudo Realizado

Foi realizado no mês de abril um estudo de desempenho do religamento automático da LT Itumbiara/Marimbondo na ocorrência do dia 14/03/2005.

Segue abaixo o relatório referente a tal estudo elaborado pelo Engenheiro Genilson Dantas e por mim, José Renato Sobral.

- **Relatório:**

### 1. OBJETIVO

Verificar a resposta do religamento automático da LT Itumbiara/Marimbondo na ocorrência de 14/03/05, caso o mesmo estivesse ligado.

### 2. DESCRIÇÃO DA OCORRÊNCIA

No dia 14/03/05, às 02h53, ocorreu o desligamento automático da LT, cujas oscilografias e seqüência de eventos de Itumbiara e Marimbondo podem ser verificados nas figuras 1, 2, 3 e 4 a seguir.

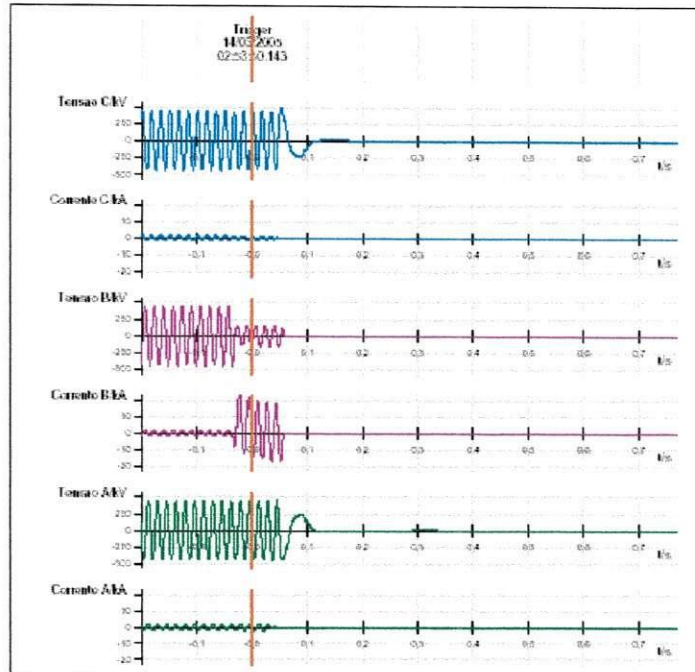


Figura 1 – Oscilografia de Itumbiara

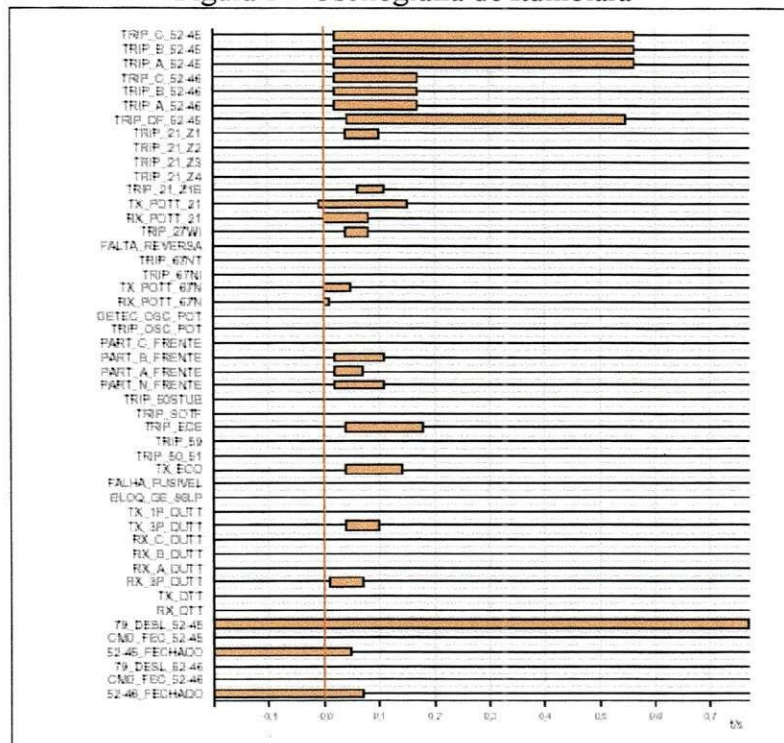


Figura 2 – Eventos de Itumbiara

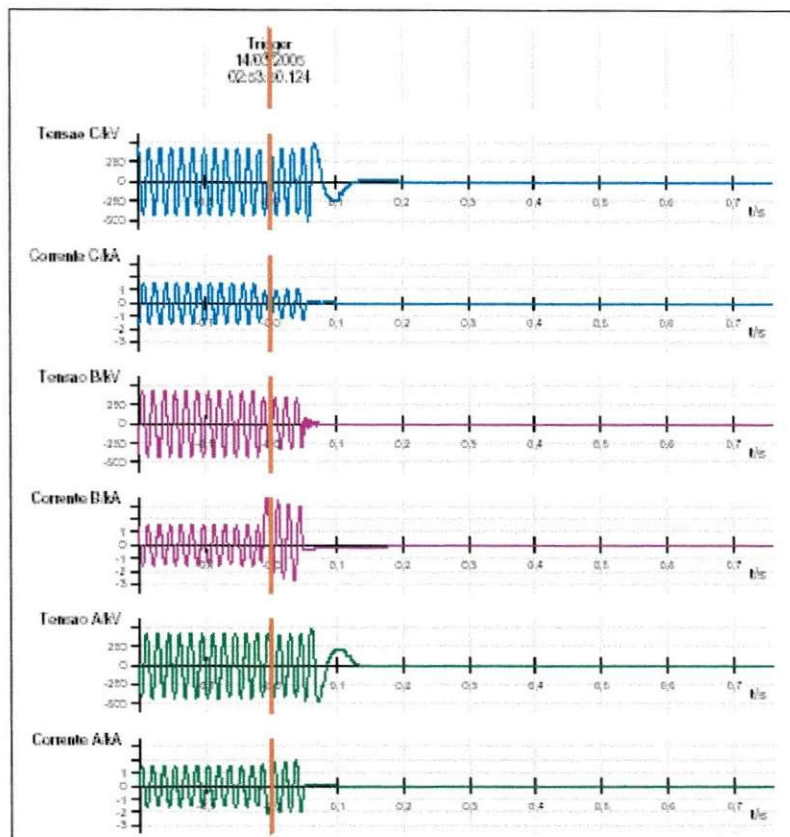


Figura 3 – Oscilografia de Marimbondo

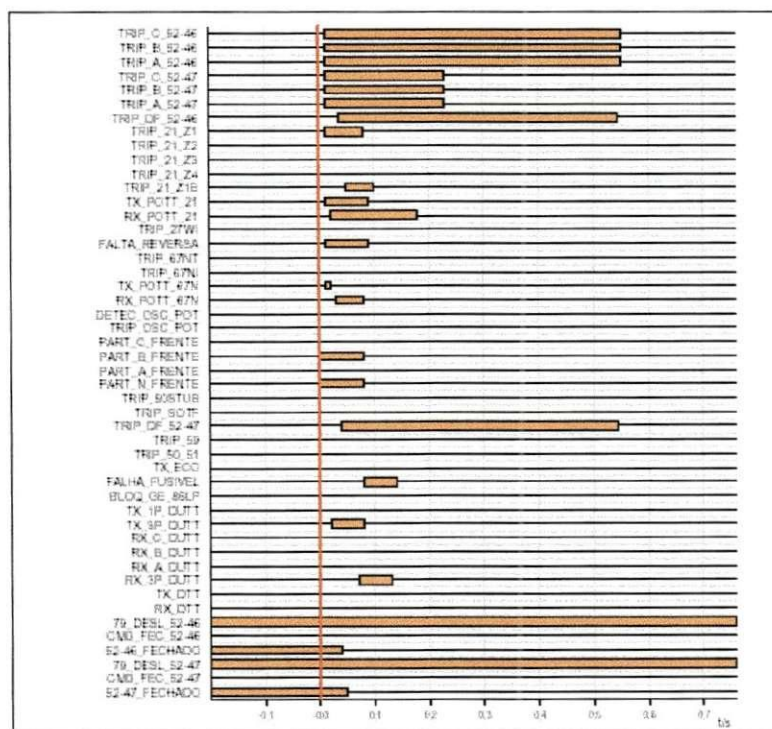


Figura 4 – eventos de Marimbondo

No terminal de Marimbondo a proteção enxergou falta monofásica (fase B) em primeira zona, gerando um disparo tripolar para os disjuntores locais e transferência direta de disparo para o terminal remoto.

No terminal de Itumbiara a proteção enxergou falta nas fases A e B através da função "seletor de fase". Entretanto, o disparo para os disjuntores foi gerado devido à recepção de transferência de disparo direta do terminal remoto.

Destaca-se que todos os disparos foram tripolares, devido o religamento automático estar desligado (verificar input P3PTR do bloco de trip dos relés REL 531 de Itumbiara e Marimbondo na figura 5).

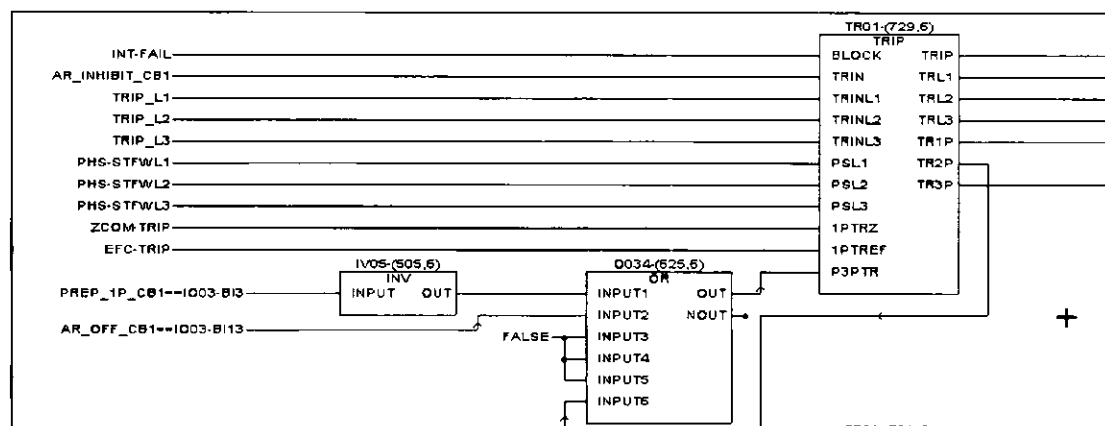


Figura 5 – bloco de trip do REL 531 de Itumbiara e Marimbondo

### 3. DESEMPENHO DO RELIGAMENTO AUTOMÁTICO

Para verificar o desempenho do religamento automático nessa ocorrência de 14/03/05, serão inicialmente descritos abaixo os 4 modos possíveis para a primeira tentativa de religamento:

1. 1P-1P – Trip monopolar e religamento para faltas monofásicas. Sem religamento para faltas entre fases.
2. 1P-3P – Trip monopolar, seguido de trip tripolar após 20ms e religamento para faltas monofásicas. Sem religamento para faltas entre fases.
3. 1P3P-3P – Trip tripolar e religamento para qualquer tipo de falta.
4. 1P3P-1P3P – Trip monopolar e religamento para faltas monofásicas ou trip tripolar e religamento para faltas entre fases.

Para as análises abaixo é importante saber que as funções relacionadas com proteção de distância são processadas pelos relés REL 531 e a função de religamento automático é processada pelo REL 316.

#### 3.1 Desempenho do religamento automático no modo 1P-1P

Se o religamento estivesse ligado nesse modo, de acordo com a sequência de eventos teria ocorrido um trip monopolar em Marimbondo devido à atuação monopolar da proteção de distância (fase b) e uma transferência direta de disparo monopolar para

Itumbiara. Com isso teria iniciado um ciclo de religamento automático tanto em Marimbondo, quanto em Itumbiara.

Porém, na seqüência dos eventos, em Itumbiara ocorreu a atuação da função seletor de fase PHS das fases A e B, que juntamente com a atuação da função lógica ZCOM (esquema de comunicação) ocasionaria um trip tripolar local e enviaria uma transferência direta de disparo tripolar para Marimbondo. Nessas condições, o religamento automático que estava em andamento seria bloqueado e ocorreria um envio de sinal "trip definitivo" do relé REL 316 para o relé REL 531.

### **3.2 Desempenho do religamento automático no modo 1P-3P**

Se o religamento estivesse ligado nesse modo, de acordo com a seqüência de eventos teria ocorrido um trip monopolar em Marimbondo devido à atuação monopolar da proteção de distância (fase b) e uma transferência direta de disparo monopolar para Itumbiara. Com isso teria iniciado um ciclo de religamento automático tanto em Marimbondo, quanto em Itumbiara e os relés REL 316 teriam enviado um sinal (trip 3-pol) aos relés REL 531 para que esses gerassem trip tripolar.

Mesmo tendo ocorrido na seqüência a atuação da função PHS (partida) das fases A e B, que juntamente com a atuação da função lógica ZCOM (esquema de comunicação) ocasionaria um trip tripolar local e transferência direta de disparo tripolar para Marimbondo, o religamento automático seria realizado com sucesso, pois, o trip tripolar já teria sido gerado pela própria lógica desse modo de religamento.

### **3.3 Desempenho do religamento automático no modo 1P3P-3P**

Se o religamento estivesse ligado nesse modo, de acordo com a seqüência de eventos teria ocorrido um trip tripolar em Marimbondo devido à atuação monopolar da proteção de distância (fase b) e uma transferência direta de disparo tripolar para Itumbiara (o trip e a transferência seriam tripolares devido o sinal trip 3-pol estar sempre ativado nesse modo). Com isso teria iniciado um ciclo de religamento automático tanto em Marimbondo, quanto em Itumbiara.

Mesmo tendo ocorrido na seqüência a atuação da função PHS (partida) das fases A e B, que juntamente com a atuação da função lógica ZCOM (esquema de comunicação) ocasionaria um trip tripolar local e transferência direta de disparo tripolar para Marimbondo, o religamento automático seria realizado com sucesso, pois, o trip tripolar sempre é gerado nesse modo de religamento.

### **3.4 Desempenho do religamento automático no modo 1P3P-1P3P**

Se o religamento estivesse ligado nesse modo, de acordo com a seqüência de eventos teria ocorrido um trip monopolar em Marimbondo devido à atuação monopolar da proteção de distância (fase b) e uma transferência direta de disparo monopolar para Itumbiara. Com isso teria iniciado um ciclo de religamento automático tanto em Marimbondo, quanto em Itumbiara.

Porém, na seqüência dos eventos, em Itumbiara ocorreu a atuação da função PHS (partida) das fases A e B que juntamente com a atuação da função lógica ZCOM (esquema de comunicação) ocasionaria um trip tripolar local e enviaria uma transferência direta de disparo tripolar para Marimbondo. Nessas condições, o religamento automático que estava em andamento seria realizado com sucesso, pois, o REL 316 receberia um sinal de trip tripolar em um tempo dentro do período de

discriminação "t Discrim. 1P". Nesse caso, o REL 316 estaria enxergando uma situação similar a de uma falta evolutiva, pois, receberia um sinal de trip monopolar seguido de um sinal de trip tripolar. A situação de faltas evolutivas pode ser verificada nas figuras 6 (religamento com sucesso – evolução dentro do período "t Discrim. 1P") e 7 (religamento sem sucesso – evolução fora do período "t Discrim. 1P").

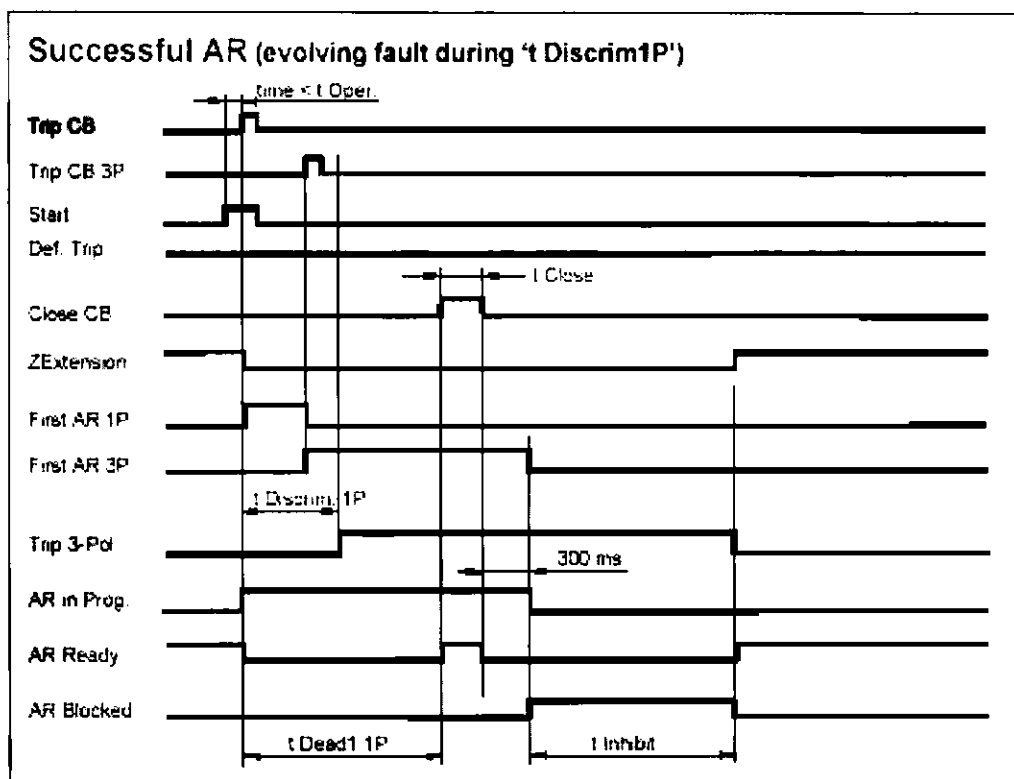


Figura 6

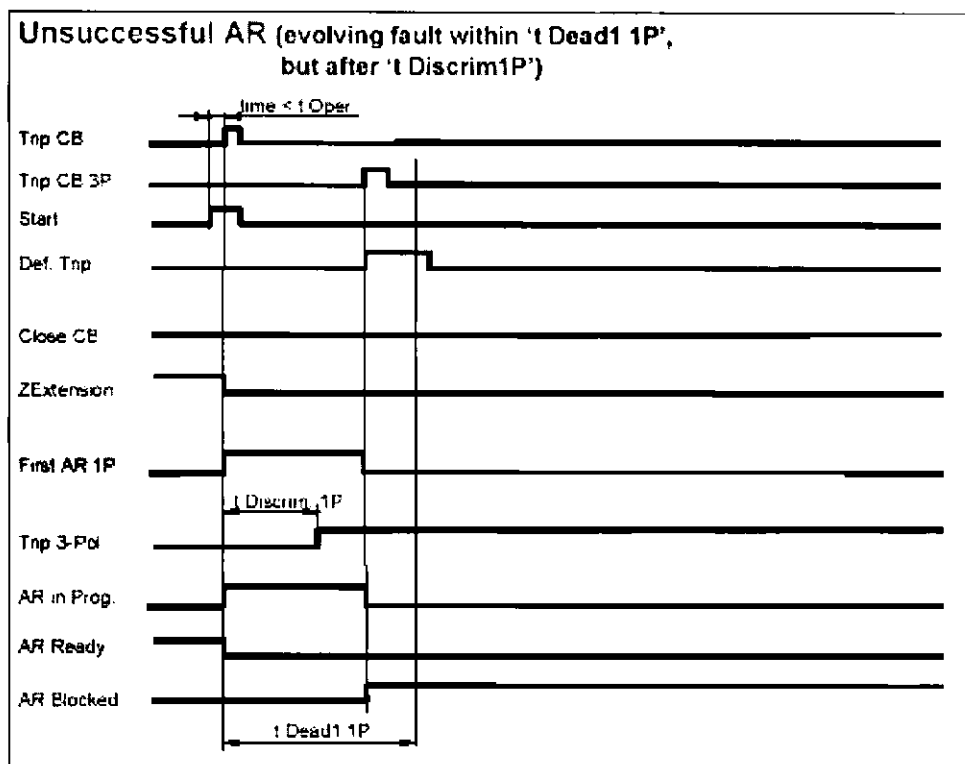


Figura 7

#### 4. CONCLUSÕES

Se o religamento automático estivesse ligado no modo 1P-1P (TRIP monopolar e religamento para faltas à terra) não haveria sucesso no religamento para a ocorrência de 14/03/05, mesmo que a falta tenha sido monofásica (fase B), pois a função PHS do REL 531 de Itumbiara, por ter os seus parâmetros ajustados com valores elevados, enxergou a falta também na fase A, gerando TRIP tripolar.

Em função disso, recomenda-se que os parâmetros da função PHS sejam revisados e alterados para valores menores que os atuais e maiores que os parâmetros atuais de zona 2, já que as zonas 1 e 2 estão utilizando o sinal de saída dessa função baseado em impedância como condição de partida externa para sua operação.

#### 5. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- Relatório de perturbação do desligamento da LT Itumbiara/Marimbondo em 14/03/05
- Manual do REL 316\*4 – 1MRB520050-Uen, capítulo 3 item 3.5.4 e capítulo 4 item 4.2.2
- Manual do REL 531\*2.3 – 1MRK506107-Uen, capítulo 10 item 1
- Manual do REL 531\*2.3 – 1MRD506073-Uen, capítulo 4 itens 1 e 3
- Diagramas funcionais e lógicos de proteção.

## 10. Conclusão

Com o estágio foi possível agregar grandes conhecimentos e aprimoramentos no campo técnico/profissional, esta é a oportunidade que sem dúvida forma um bom profissional e dá-lhe as oportunidades para decidir e comprovar se esta é realmente a profissão escolhida, no desenvolver deste estágio as expectativas eram as melhores possíveis e com o grande apoio da empresa e a equipe de trabalho as mesmas foram atendidas.



## 11. Bibliografia

Conhecimentos obtidos durante o estágio.

Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 10.1, revisão 02, 18/02/2003.

Documentos internos da TRANSENER INTERNACIONAL Ltda.